

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ КОНДЕНСАТНЫХ ОТОРОЧЕК ПРИ ИСТОЩЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

PHYSICAL EXPERIMENTS MODELING TO STUDY THE POTENTIAL FORMATION OF TECHNOGENIC CONDENSATE RIMS DURING THE DEPLETION OF GAS-CONDENSATE DEPOSIT

УДК 622.279.23/4.001.57

А.В. КАШУБА

младший научный сотрудник, филиал
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
канд. техн. наук, начальник отдела, филиал
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Ухта
a.kashuba@
sng.vniigaz.gazprom.ru

А.В. НАЗАРОВ

Junior Researcher, Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
Cand. Tech. Sc., Head of Department, Branch of Gazprom
VNIIGAZ LLC in Ukhta

Ukhta

A.V. KASHUBA
A.V. NAZAROV

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

ретроградный конденсат, математическое моделирование, сегрегационные процессы, техногенная конденсатная оторочка

KEYWORDS:

retrograde condensate, mathematical modeling, segregation processes, technogenic condensate rim

Приводятся результаты математических экспериментов с целью исследования сегрегационных процессов ретроградного конденсата при истощении физической модели. Установлено, что на характер гравитационного оседания жидкой углеводородной фазы влияет темп отбора газа из модели, что легло в основу рекомендаций для лабораторных экспериментов.

The paper presents the results of mathematical experiments conducted in order to study the retrograde condensate segregation processes occurring during the physical model depletion. It was determined that the type of gravity sedimentation of liquid hydrocarbons is effected by the rate of gas recovery from the model. There were given the recommendations for laboratory experiments based on this principle.

Разработка газоконденсатных месторождений нередко осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. В таких случаях имеют место значительные потери конденсата вследствие ретроградных процессов [1]. В то же время под действием капиллярных и гравитационных сил возможно перераспределение в продуктивное толще выпавшего конденсата. В результате речь может идти о формировании техногенной оторочки конденсата с возможной практической значимостью.

Применительно к одному газоконденсатному месторождению были выполнены лабораторные и теоретические исследования. Целью данной статьи является изложение результатов математических экспериментов. Необходимость их связана с обоснованием параметров лабораторных экспериментов, а также с более достоверной интерпретацией результатов соответствующих исследований. Поэтому исходная информация, приводимая далее, имеет отношение к одному из экспериментов.

Для математического моделирования сегрегационного разделения углеводородных фаз использовалась одномерная трехфазная гидродинамическая модель, реализованная на основе программного комплекса «Протей» с соответствующими дополнениями (ПК «Протей» прошел государственную регистрацию, экспертизу ГКЗ и ЦКР Роснедра, испытания на седьмом тесте SPE, а также многолетнюю апробацию на реальных объектах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и других регионов). При использовании указанной модели учитываются гравитационные и капиллярные силы.

Сущность математического моделирования физических процессов перераспределения выпавшего конденсата в элементе продуктивного пласта заключается в численном решении дифференциальных уравнений фильтрации трехфазной смеси в пористой среде с фазовыми переходами, которые имеют вид

$$\frac{\partial}{\partial h} \left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k \bar{v}_{\alpha} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(m \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} l_{\alpha}^k s_{\alpha} \right) = 0$$

$\alpha = \text{в, н, г}$; $k = \text{H}_2\text{O}, \text{C}_{5+}, \text{C}_{1-4}$,
где ρ_{α} – плотность фазы « α »;
 l_{α}^k – массовая доля компонента « k » в фазе « α »;
 \bar{v}_{α} – скорость фазы « α »; m – пористость;
 S_{α} – насыщенность.

Внешнее воздействие на моделируемую систему не предполагается. Уравнения дополняются замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями, что делает задачу корректной (т. е. имеющей, вообще говоря, единственное решение).

Замыкающие соотношения:

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1 \quad \sum_k l_{\alpha}^k = 1 \quad \forall \alpha$$

Начальные условия:

$$\text{при } t = 0 \quad \begin{aligned} p &= p(h), \\ s_g &= s_g(h), \\ s_e &= s_e(h) \end{aligned}$$

(в каждой точке пласта заданы начальные давление и насыщенности фазами).

Граничные условия:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial h} \right|_{h=0} = \left. \frac{\partial p}{\partial h} \right|_{h=H} = 0$$

– условие непроницаемости соответственно верхней и нижней границ, где H – высота физической модели.

В качестве закона движения выбирается обобщенный закон Дарси:

$$\bar{v} = - \frac{k f_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} \frac{\partial}{\partial h} (p_{\alpha} - \int \gamma_{\alpha} dh)$$

где k – тензор абсолютной проницаемости; f_{α} – относительная проницаемость по фазе « α »; μ_{α} – динамическая вязкость фазы « α »; p_{α} – давление в фазе « α »; γ_{α} – удельный вес фазы « α ». Разница давлений в фазах контролируется капиллярным давлением.

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе «конденсат-вода» зависят от водонасыщенности, в системе «газ-конденсат» – от газонасыщенности. Фазовая проницаемость по конденсату f_o комбинируется с использованием второй модели Стоуна, задаваемой формулами:

$$f_o = f_{ocw} \left[\left(\frac{f_{ow}}{f_{ocw}} + f_w \right) \left(\frac{f_{og}}{f_{ocw}} + f_g \right) - (f_w + f_g) \right]$$

$$f_{ocw} = f_{ow}(s_{wc})$$

где f_{ow} , f_{og} – ОФП по конденсату, соответственно, в системах «конденсат-вода» и «конденсат-газ»; f_w – проницаемость по воде; f_g – проницаемость по газу, S_{wc} – остаточная водонасыщенность.

Решение системы уравнений неразрывности фаз, дополненной начальными и граничными условиями, позволяет найти распределения давления и насыщенностей фазами по длине модели в пласте в каждый момент времени. Для численного интегрирования использована полностью неявная разностная схема. На каждом шаге по времени разностные уравнения решались методом Ньютона. Для решения ►

Параметр	Значение
Пористость, доли ед.	0,1
Проницаемость, мкм ²	0,4
Водонасыщенность, доли ед.	0-0,2
Конденсатонасыщенность, доли ед.	0,13-0,2
Плотность конденсата, кг/м ³	702
Вязкость конденсата, мПа·с	1,36
Число узлов сеточной области	25

Таб. 1. Характеристики сеточной модели

Номер узла	Насыщенность конденсатом за период времени, доли ед.		
	Отбор за 5 сут	Отбор за 15 сут	Отбор за 60 сут
Пороги подвижности конденсата 0,06			
1	0,043	0,04	0,037
23	0,049	0,049	0,082
24	0,441	0,526	0,618
25	0,631	0,632	0,627
Пороги подвижности конденсата 0,10			
1	0,065	0,055	0,051
23	0,071	0,07	0,065
24	0,089	0,113	0,268
25	0,616	0,624	0,625

Таб. 2. Характер распределения конденсатонасыщенности при различных темпах отбора

систем линейных уравнений на каждой ньютоновской итерации применен обобщенный метод сопряженных градиентов (процедура ORTHOMIN), превращающийся в данном случае в обычную матричную прогонку.

Исходными данными для расчета перераспределения насыщенности конденсатом на одномерной трехфазной гидродинамической модели являются:

- пористость и проницаемость;
- высота модели;
- начальное флюидонасыщение;
- физические свойства флюидов;
- ОФП и капиллярные давления.

Высота модели принята равной 1,5 м, что соответствует реальным размерам физической модели. Остальные характеристики сеточной модели приведены в табл. 1.

Изначально предполагалось, что модель насыщена газоконденсатной смесью при давлении 36 МПа с начальным содержанием конденсата 363 г/м³. Плотности, вязкости фаз и массовые доли компонентов в фазах являются функциями давления, что дает возможность прогноза фазовых переходов, в частности, ретроградных процессов в режиме истощения. Плотность жидкой углеводородной фазы уменьшается при увеличении давления в диапазоне от 710 до 400 кг/м³, вязкость жидкой фазы ведет себя аналогично: уменьшается с ▶

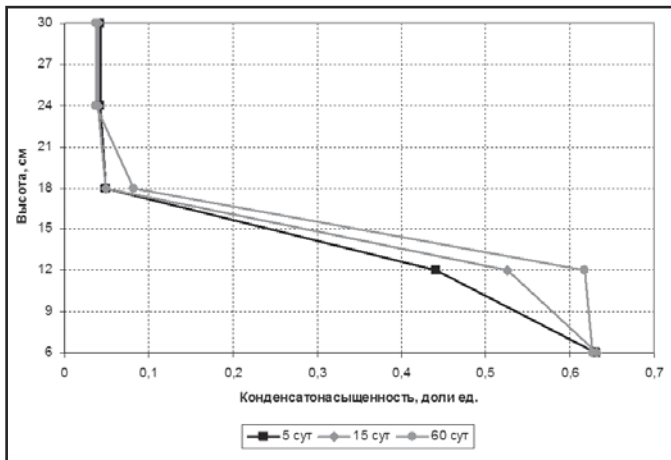


Рис. 1. Сопоставление результатов при различных темпах отбора (порог подвижности конденсата 0,06)

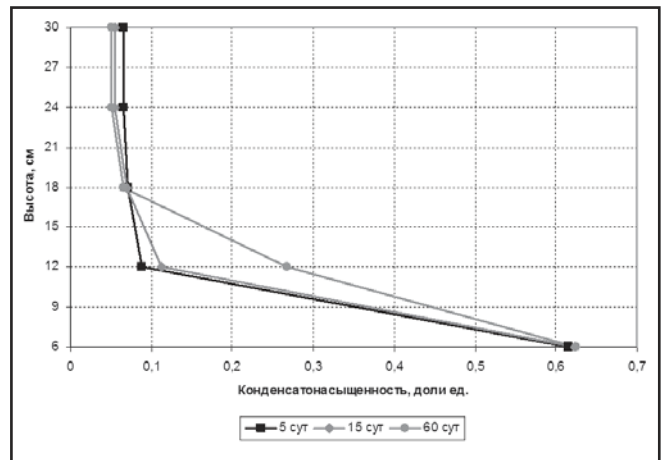


Рис. 2. Сопоставление результатов при различных темпах отбора (порог подвижности конденсата 0,1)

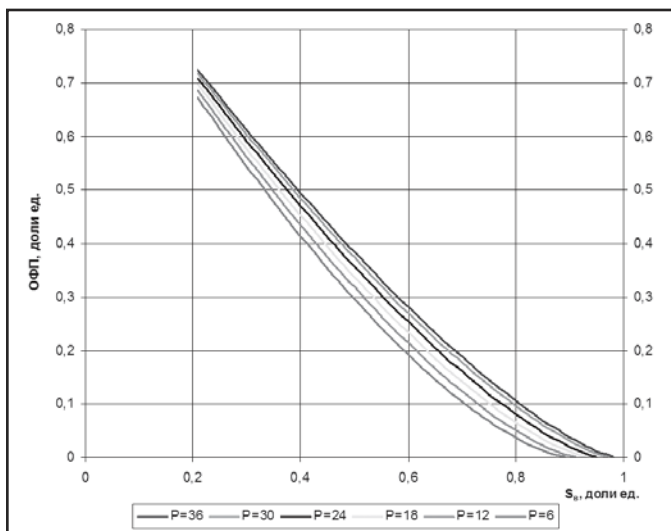


Рис. 3. Зависимость ОФП по конденсату от давления (P, МПа) и насыщенности водой

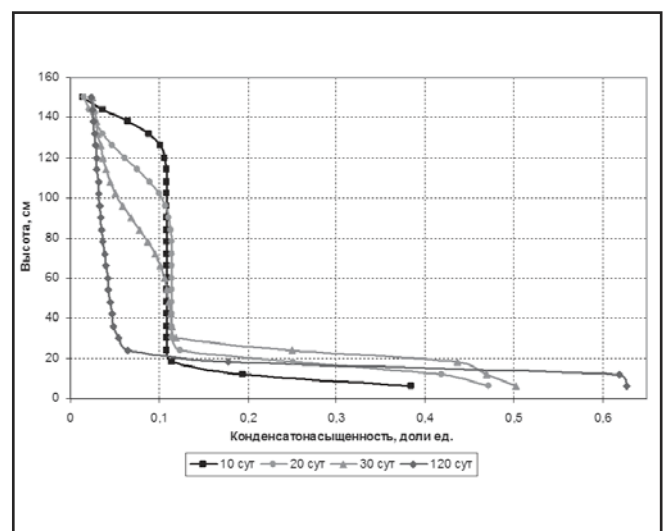


Рис. 4. Динамика сегрегационного процесса при ОФП, зависящих от насыщенности и давления

1,4 до 0,26 мПа·с. Данные зависимости, а также начальные условия приняты по аналогии с пластовой системой Вуктыльского НГКМ. Остаточная водонасыщенность составляет 0,2 доли ед. Пороги подвижности конденсата составляли 0,06 и 0,1 доли ед. Здесь авторы ориентировались на результаты лабораторных экспериментов [2], которые, в частности, характеризовали подвижность конденсата при вытеснении его водой. Истощение модели осуществлялось заданием отбора газа из верхнего узла области интегрирования до достижения давления в модели 1,2 МПа.

В результате проведенных исследований установлено, что существенное влияние на характер протекания сегрегационных процессов оказывает темп отбора, причем это влияние качественно одинаково при обоих порогах подвижности конденсата.

Рассмотрено три варианта, когда требуемое количество газа отбиралось соответственно за 5, 15 и 60 сут. Течение сегрегационных процессов при различных темпах отбора представлено на рис. 1 и 2 (для большей наглядности показана только нижняя часть модели). Отсюда видно, что чем быстрее истощается залежь, тем меньше толщина образовавшейся конденсатной оторочки. Сказанное объясняется сочетанием нескольких факторов, в первую очередь физико-химическими свойствами конденсата. При более высоких давлениях конденсат имеет более низкие плотность и вязкость, а низкий темп отбора предоставляет больше времени для стекания

жидкой углеводородной фазы.

Данный фактор здесь является определяющим. Это подтверждает и тот факт, что конденсатонасыщенность в верхнем узле модели к окончанию процесса меньше для случая низкого темпа отбора (см. табл. 2). Здесь представлен характер распределения конденсатонасыщенности при различных темпах отбора. Высокий темп отбора приводит к тому, что часть конденсата не успевает стекать вниз и уносится в жидкой фазе, однако гравитационный фактор является преобладающим – конденсатоотдача по вариантам отличается на 1,6 и 0,6 %.

Таким образом, применительно к условиям лабораторных экспериментов установлено влияние темпа отбора газа из газоконденсатной залежи на характер гравитационного оседания жидкой углеводородной фазы в продуктивной толще.

В серии подвариантов численных экспериментов ОФП по конденсату в системах «конденсат-вода» и «конденсат-газ» принимались зависящими только от насыщенных фаз. Однако известно, что изменение давления оказывает влияние на величину поверхностного натяжения и, как следствие, на фазовую проницаемость [3]. В этой связи в другой серии математических экспериментов ОФП в системах «вода-конденсат» и «конденсат-газ» считались зависящими не только от насыщенных, но и от давления (рис. 3). Такой подход, соответственно, отразился на динамике сегрегационных процессов, которая представлена на рис. 4. Моделирование осуществлялось с

низким темпом отбора газа из модели (в течение 60 сут), после чего еще столько же времени модель выдерживалась в состоянии покоя.

В результате проведенных исследований на фрагментарных математических моделях, с одной стороны, установлена возможность проявления сегрегационных процессов в истощенных газоконденсатных залежах, которые могут приводить к образованию вторичной конденсатной оторочки вблизи границы конденсата. С другой стороны, выявлено, что существенное влияние на характер протекания сегрегационных процессов оказывает темп отбора, причем это влияние качественно одинаково при различных порогах подвижности конденсата. Таким образом, при проведении физических экспериментов на истощение рекомендуется отбирать газ низкими темпами. При этом отбор продукции необходимо производить с верхнего конца модели, чтобы исключить дополнительное извлечение сегрегированной жидкой фазы. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
2. Конрад Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.-Л.: Недра, 1992. – 240 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Изд. дом «Грааль», 2002. – 575 с.



Проверено временем!

22-24 МАРТА 2011

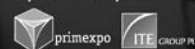
Москва, СК «Олимпийский»

12-я Международная выставка

**Измерительные приборы
и промышленная автоматизация**

www.meratek.ru

Организаторы:



Тел.: +7 (812) 380 60 02

Факс: +7 (812) 380 60 01

E-mail: mera@primexpo.ru

Web: www.meratek.ru